

IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG DANTE SRL E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 19,01 MWp - COMUNE DI PORTOMAGGIORE (FE)

Proponente

EG DANTE S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 · 20122 MILANO (MI) · P.IVA: 11769750966 PEC: egdante@pec.it



Progettazione

Ing. Matteo Bono

Via per Rovato, 29/C - 25030 Erbusco (BS)

tel.: 030/5281283 · e-mail: m.bono@solareng.it · PEC: solareng@pec.solareng.it



Collaboratori

Ing. Marco Passeri

Via per Rovato, 29/C - 25030 Erbusco (BS)

tel.: 030/5281283 · e-mail: m.passeri@solareng.it · PEC: solareng@pec.solareng.it

Coordinamento progettuale

SOLAR ENGINEERING S.R.L.

VIA ILARIA ALPI, 4 · 46100 MANTOVA (MN) · P.IVA: 02645550209 · email: solareng@pec.solareng.it

Titolo Elaborato

RELAZIONE TECNICA ELETTRICA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
DEFINITIVO	REL07_00	-	-	15/12/2021	-

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
	15/12/2021	RT	LP	MB/MP	EG



Comune di Portomaggiore (FE)

Regione EMILIA ROMAGNA



RELAZIONE TECNICA- ELETTRICA



Sommario

1. PREMESSA.....	2
2. NORMATIVA TECNICA.....	2
3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	3
4. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	4
5. ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	5
6. QUADRI DI CAMPO (COMBINER BOX).....	6
7. QUADRI DI BASSA TENSIONE.....	7
8. MEDIA TENSIONE.....	7
8.1. CABINA DI INTERCONNESSIONE.....	7
8.2. TRASFORMATORE DI SPILLAMENTO.....	8
9. DISTRIBUZIONE.....	8
9.1. COLLEGAMENTI MT.....	8
9.2. COLLEGAMENTO STRINGHE / INVERTER.....	8
9.3. COLLEGAMENTO INVERTER / QUADRI BT.....	10
9.4. COLLEGAMENTO QUADRI BT / TRASFORMATORE.....	12
9.5. COLLEGAMENTO IN CASO DE INVERTER CENTRALI.....	13
10. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI.....	16
11. COLLETTORE DI TERRA E COLLEGAMENTI ALL'INTERNO DELLA CABINA DI TRASFORMAZIONE.....	17
12. SCHEDA TECNICA MODULI FOTOVOLTAICI.....	18
13. SCHEDA TECNICA INVERTER.....	20
14. SCHEDA COMBINER BOX.....	24

1. PREMESSA

L'intervento oggetto della presente relazione tecnica ha come finalità la realizzazione di un impianto fotovoltaico a cura della società proponente, la EG DANTE S.r.l., avente la denominazione e potenza di seguito riportata in tabella:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG DANTE
POTENZA DI PICCO DC (kW)	19.012,00
POTENZA NOMINALE AC (kW)	16.165,00
POTENZA LIMITATA AC (kW)	16.800,00

L'impianto fotovoltaico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in media tensione e verrà realizzato su una superficie agricola ubicata nel territorio di pertinenza del comune di Portomaggiore in Provincia di Ferrara.

Come anticipato, l'impianto in oggetto sarà connesso alla rete (grid connected) in modalità di cessione pura, pertanto, l'energia elettrica prodotta non sarà utilizzata in loco ma verrà interamente immessa in rete al netto dei consumi dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento dell'intero sistema.

2. NORMATIVA TECNICA

Di seguito si riporta un elenco delle principali normative tecniche applicabili in ambito impiantistico fotovoltaico:

- CEI 0-21: Regola tecnica per la connessione alla rete pubblica di bassa tensione;
- UNI 8477: Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: prescrizioni per le prove;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS)
 - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31): Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34): Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;

- CEI EN 50530 (CEI 82-35): Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- CEI EN 62446 (CEI 82-56): Sistemi fotovoltaici (PV) – Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione – Parte 1: Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica – Documentazione, prove di accettazione e verifica ispettiva”;
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L’impianto fotovoltaico in oggetto sarà realizzato su terreno di pertinenza del comune di Portomaggiore (FE), l’installazione sarà di tipo “a terra” e i moduli fotovoltaici saranno fissati su apposita struttura metallica con pali in acciaio direttamente infissi nel terreno.

Di seguito si riportano le coordinate di inquadramento geografico dell’intervento:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG DANTE
LATITUDINE	44.660200°
LONGITUDINE	11.877133°
QUOTA s.l.m.	-0,5 m circa
FOGLIO CATASTALE	156
PARTICELLE	10



Figura 1 - inquadramento ortofotografico dell’area impianto

4. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'approccio progettuale solitamente utilizzato per la realizzazione di un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua fornita dalla principale fonte di energia rinnovabile disponibile in natura, il sole. Pertanto, è fondamentale per massimizzare la producibilità di un impianto la sua esposizione in termini di angolazione di tilt (rispetto il piano orizzontale) e di azimuth (rispetto al sud) oltre alla assenza di ostacoli fissi che possano provocare ombreggiamenti sul piano di captazione. Eventuali discostamenti da quelle che sono le caratteristiche ottimali di esposizione avrebbero come conseguenza una riduzione della produzione di energia e perdite in termini economici al produttore.

Per la maggior parte degli impianti ad uso residenziale e commerciale, con il generatore installato sulle coperture dei fabbricati, l'esposizione (tilt e azimuth) risulta vincolata dalle caratteristiche della copertura sulla quale si andranno ad installare i moduli. Nel caso in esame invece, e in generale per gli impianti utility scale "a terra", l'esposizione può essere scelta in modo libero ed ottimale in fase di progettazione in quanto le strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici saranno infisse liberamente nel terreno.

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione prettamente agricola insistente nel territorio del comune di Portomaggiore (FE).

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 590 W, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture tipo tracker (inseguitore solare) mono-assiale Nord/Sud. I moduli ruoteranno attorno all'asse della struttura da Est a Ovest inseguendo la posizione del Sole all'orizzonte durante l'arco della giornata.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale in grado cioè di captare la radiazione luminosa sia sul fronte che sul retro del modulo, avranno dimensioni pari a (2172 H x 1303 L x 40 P) mm e sono composti da 120 celle (2x60) in silicio monocristallino tipo P. Essi saranno fissati su ciascun tracker in modalità portrait 2xN, ovvero in file composte da doppi moduli con lato corto parallelo all'asse di rotazione (N-S), le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di tre tipi individuate in funzione della loro lunghezza, (2x16 moduli), (2x32 moduli) e (2x48 moduli) a cui corrispondono inseguitori solari di lunghezza complessiva 21, 42, oppure 63 metri. L'asse centrale di rotazione sarà collegato a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 16 moduli, la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva. Preventivamente al collegamento sul convertitore statico le stringhe saranno opportunamente collegate in parallelo tra di loro, ogni parallelo costituirà un blocco operativo e il numero di stringhe ad esso collegato è stato valutato in funzione delle correnti in gioco.

Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, saranno utilizzate delle stazioni di trasformazione, denominate stazioni di trasformazione, composte dalla combinazione di inverter, trasformatore MT/BT 0,6/30kV, quadri elettrici oltre agli apparati di gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati. Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a 6.058 L x 2.896 H x 2.438 P mm.

Nel presente progetto si considerano 2 scenari per quanto riguarda i sistemi di condizionamento della potenza (inverter) in modo da adattarsi alle migliori condizioni di mercato e ai requisiti della rete di immissione.

Il primo scenario contempla l'utilizzo di string-inverter:

Lo string-inverter é ubicato alla fine di una fila di tracker e fissato sul palo. L'inverter é installato all'aperto, e utilizza un sistema di raffreddamento ad aria "smart air cooling" in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti

elettronici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 215 kVA ($\text{Cos } \varphi = 1$) e con 9 MPPT per ciascuna unità.

Il secondo scenario contempla l'utilizzo di inverter centrali:

Gli inverter centrali sono posizionati in un edificio prefabbricato e dotato di ventilazione forzata in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un derating della potenza della macchina ed un veloce invecchiamento dei componenti elettronici.

Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 3.347 kVA ($\text{Cos } \varphi = 1$) e con 2 MPPT per ciascuna unità. Pertanto, l'inverter centrali gestisce un elevato numero di stringhe e di moduli; l'eventuale guasto di una delle macchine presenti avrebbe come conseguenza l'off line di una porzione significativa dell'intero generatore fotovoltaico. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

5. ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico in oggetto è stato dimensionato con l'intento di sfruttare al massimo tutte le risorse disponibili, sia in termini di superficie che di tecnologia, al fine di massimizzare la produzione di energia elettrica riducendo il costo di investimento e i costi di esercizio/manutenzione. In particolare, tutte le scelte progettuali adottate sono state orientate all'ottenimento dell'ottimo compromesso tecnico/economico fondamentale nelle installazioni di impianti utility scale. Di seguito si riportano i numeri caratterizzanti l'impianto in oggetto:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG DANTE
SUPERFICIE RECINTATA (mq)	233.550
POTENZA NOMINALE AC (kW)	19.012
POTENZA LIMITATA AC (kW)	16.800
MODULI INSTALLATI	32.224
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	1.007

Nel primo scenario il sistema fotovoltaico prevede il collegamento in serie di 32 moduli a formare le stringhe, tali stringhe sono riportate via cavo, una ad una, al inverter e collegate in parallelo con altre stringhe a formare un blocco operativo, ogni blocco può avere un numero massimo di stringhe in parallelo pari a 18 che rappresenta il numero massimo di inputs di ogni inverter. Ogni inverter è collegato a sua volta alla stazione di trasformazione. La seguente tabella riporta il numero di stazioni di trasformazione in confronto a quello delle stringhe.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	EG DANTE
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	1.007
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE	5
POTENZA NOMINALE INVERTER (kVA)	200
TOTALE POTENZA AC IMPIANTO (kVA)	19.012,00
TOTALE POTENZA AC LIMITATA (kVA)	16.800,00
DC/AC medio %	99

Nel secondo scenario, il sistema fotovoltaico prevede il collegamento in serie di 32 moduli a formare le stringhe, tali stringhe sono riportate via cavo, una ad una, al Combiner box di zona e collegate in parallelo con altre stringhe a formare un blocco operativo, ogni blocco può avere un numero massimo di stringhe in parallelo pari a 24 che rappresenta il limite capacitivo di gestione in corrente di un Combiner box. Ogni Combiner box è collegato a sua volta all'inverter, ognuno dei quali è in grado di ricevere corrente da un numero massimo di 24 Combiner box. La seguente tabella riporta il numero di Combiner Box in confronto a quello delle stringhe.

6. QUADRI DI CAMPO (Combiner Box)

Nel presente progetto si considerano 2 scenari per quanto riguarda i sistemi di condizionamento della potenza (inverter) in modo da adattarsi alle migliori condizioni di mercato e ai requisiti della rete di immissione. Il primo scenario contempla l'utilizzo di string- inverter ed il secondo scenario contempla l'utilizzo di inverter centrali:

Nel caso del secondo scenario occorrerà la necessità della installazione di combiner box per collegare i moduli fotovoltaici con gli inverters.

Il sistema fotovoltaico prevede la presenza lato DC del solo quadro di parallelo stringhe, Combiner box. Il quadro sarà installato direttamente in campo ad esso afferiranno in ingresso i cavi di stringa provenienti direttamente dai moduli fotovoltaici che verranno posti in parallelo e poi rilanciati verso l'apparato di conversione. Ciascun quadro è in grado di ricevere in ingresso un numero massimo di stringhe pari a 24 con una tensione nominale in corrente continua di 1500Vcc.

È prevista l'installazione di un Combiner box per ogni blocco di impianto, il suo posizionamento avverrà direttamente in campo fissato sulla struttura di sostegno dei moduli in posizione posteriore, lato nord (vedere elaborato grafico). Le dimensioni indicative di ciascun quadro sono 1035 x 835 x 300mm (HxWxD) grado di protezione IP65 e classe di protezione II, in ogni circostanza, non dovrà in alcun modo costituire ombreggiamento per i moduli fotovoltaici.

Ogni box è in grado di ricevere in ingresso 32 stringhe al massimo, ogni ingresso stringa è protetto contro le correnti inverse mediante fusibile su entrambi i poli (possibilità del solo polo positivo qualora l'inverter sia dotato di sistema di messa a terra del negativo) di taglia pari a 20 A, tutti gli ingressi sono poi parallelati su un sezionatore la cui uscita è direttamente collegata all'inverter.

Come anticipato i box saranno collocati direttamente in campo e fissati sulle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici. Il numero complessivo di combiner Box per ciascun campo è funzione del numero di stringhe presenti nell'impianto.

7. QUADRI DI BASSA TENSIONE

Per l'impianto in esame si prevede l'installazione di quadri di distribuzione in bassa tensione per l'alimentazione dei servizi e dei sistemi ausiliari. I quadri elettrici che in generale saranno installati all'interno delle due le zone del campo sono:

- QGBT – Quadro elettrico Generale Bassa Tensione che sarà installato all'interno della Cabina di Interconnessione
- QG – Quadro elettrico generale servizi che sarà installato all'interno della Control Room

I quadri elettrici saranno realizzati in osservanza di quanto previsto dalla normativa CEI EN 60439-1 (17-13/1) "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)".

Saranno adatti all'ambiente in cui sono alloggiati e, in base alla funzione, risponderanno almeno ai criteri principali definiti di seguito.

- Tutti gli interruttori avranno potere di interruzione atto a sopportare la massima corrente di corto circuito derivante da guasto franco; pertanto non è consentita la protezione in back-up ad esclusione della sezione servizi ausiliari di cabina.
- Il potere di interruzione nominale degli interruttori è definito secondo EN 60947-2 - CEI 17-5 4.3.5.2.2 Potere di interruzione nominale di servizio in cortocircuito (Ics) e pertanto non saranno ritenuti idonei interruttori con potere di interruzione riferito al "potere di interruzione nominale estremo in cortocircuito (Icu)"
- Gli interruttori impiegati avranno caratteristiche di (Ics) riferiti alla categoria di utilizzo "A"
- Nel dimensionamento e scelta dei componenti dell'impianto sui dovrà tenere conto della totale selettività amperometrica e cronometrica sia per la protezione magnetotermica che differenziale.

8. MEDIA TENSIONE

L'impianto fotovoltaico in esame sarà connesso alla RTN in media tensione a 132 kV e sarà in grado di produrre e rendere disponibile energia elettrica sul limite fisico del campo alla tensione nominale di 30 kV; tale energia sarà poi convogliata verso il punto di connessione alla RTN in corrispondenza, o nelle vicinanze, del quale si provvederà alla elevazione 30/132 kV. Il punto di connessione è previsto come da Soluzione Tecnica Minima Generale messa a disposizione dal Distributore di rete.

Il limite elettrico del campo è quindi rappresentato dalla cabina di consegna, ovvero un manufatto prefabbricato in cls all'interno del quale è collocato, tra gli altri apparati, il quadro di distribuzione MT a cui afferiscono i rami provenienti dal campo (collegamento delle Transformer Station).

8.1. CABINA DI INTERCONNESSIONE

La cabina di interconnessione sarà strutturata in modo che le apparecchiature avranno una tensione nominale di 36kV e potere di interruzione minimo non inferiore a 16kA in accordo con quanto previsto dalle prescrizioni di allacciamento dei vari enti erogatori.

Per gli interruttori-sezionatori di media tensione con fusibili dovrà essere prevista una scorta pari al 100% dei fusibili presenti nei vari quadri; e dovranno essere riposti all'interno dei contenitori originali recanti tutte le grandezze caratteristiche dei fusibili stessi.

Nel caso di più interruttori-sezionatori, ciascuna terna di fusibili di scorta dovrà recare un cartellino indicante la sigla in impianto dell'interruttore-sezionatore a cui è destinata.

8.2. TRASFORMATORE DI SPILLAMENTO

All'interno della cabina di consegna verrà installato un trasformatore MT/BT di spillamento per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto e dei vari sistemi accessori che ne completano la realizzazione (illuminazione perimetrale, sistema di videosorveglianza, sistema di allarme, etc.). Tale trasformatore sarà di tipo trifase avrà una potenza nominale di 100 kVA che si prevede siano sufficienti ad alimentare tutti i sistemi di impianto, la tensione nominale primario/secondario sarà di 30/0,4 kV.

Le norme tecniche principali, costruttive e di esercizio dell'apparecchiatura, sono:

- CEI 14-8
- HD 464 of the European Committee for Electrical Standards CENELEC
- DIN 42523 / HD538.1 S2

Il trasformatore avrà gli avvolgimenti inglobati in resina, classe di isolamento F/F, classe ambientale E2, classe climatica C2, comportamento al Fuoco F1, a raffreddamento naturale in aria AN per installazione all'interno. Il circuito del nucleo dovrà essere realizzato con lamierini magnetici a grani orientati laminati a freddo.

9. DISTRIBUZIONE

Il sistema di distribuzione vedrà la realizzazione di trincee e cavidotti per consentire la posa dei cavi elettrici sia per la parte in bassa tensione in corrente continua sia per la parte in media tensione in corrente alternata, oltre ai sistemi di distribuzione dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico occorre anche tener presente il sistema di distribuzione dei servizi ausiliari come l'illuminazione perimetrale dei confini del campo fotovoltaico, gli apparati di comunicazione e monitoraggio e tutti gli apparati necessari al corretto funzionamento dell'intero sistema.

9.1. COLLEGAMENTI MT

Il collegamento ad anello dell'impianto in MT, già precedentemente affrontato, prevede la posa direttamente interrata nelle trincee dei cavi ARE4H5E 18/30kV, soltanto negli eventuali attraversamenti delle strade è prevista la posa in cavidotti, in entrambi i casi a 30 cm dal filo superiore dei cavi o delle tubazioni dovrà essere posato idoneo nastro segnalatore per l'individuazione delle linee elettriche.

9.2. COLLEGAMENTO STRINGHE / INVERTER

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c

DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con miscela elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

HEPR - tipo G21

Guaina esterna

Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

CONDIZIONI DI IMPIEGO

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{oc} \text{ stringa} \leq 1,5 \cdot U_o \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{oc} \text{ stringa} \leq 1,5 \cdot U \text{ nel caso di sistemi con punto centrale a terra}$$

dove:

- ✓ U_{oc} stringa è la tensione a vuoto di stringa [V];
- ✓ U_o è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];
- ✓ U è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_o \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \text{ dove:}$$

- I_0 è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- K_1 , K_2 , K_3 e K_4 sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
 - K_1 fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
 - K_2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
 - K_3 fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
 - K_4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K_2 , K_3 e K_4 sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di K_1 invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

in cui:

- θ_s è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- θ_a è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- θ_0 è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓ r è la resistenza del cavo [Ω /km];
- ✓ L è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];
- ✓ U_{MPP} è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

9.3. COLLEGAMENTO INVERTER / QUADRI BT

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (134.9 A circa).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,20 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio. All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

Tipologia di cavo

FG16OR16-0,6/1 kV

DESCRIZIONE

Conduttore

Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto

Isolamento

Gomma HEPR ad alto modulo qualità G16 che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche

Riempitivo

termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)

Guaina

In PVC speciale di qualità R16, colore grigio

Colore

Grigio

CARATTERISTICHE FUNZIONALI

Tensione nominale U_0/U : 600/1000 V c.a. 1500 V c.c.

Tensione massima U_m : 1200 V c.a. 1800 V c.c. anche verso terra Tensione di prova industriale: 4000 V

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche) Temperatura massima di corto circuito: 250°C

CARATTERISTICHE PARTICOLARE

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature. Resistente ai raggi UV.

MARCATURA

FG16OR16 0,6/1 kV, Cca-s3,d1,a3

CONDIZIONI DI POSA E TIPO DI IMPIEGO

Temperatura minima di posa: 0°C

Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo

Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del rame

Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

9.4. COLLEGAMENTO QUADRI BT / TRASFORMATORE

Si utilizzerà la medesima tipologia di cavo descritta al paragrafo precedente (FG16OR16 0,6/1 kV) Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore. I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

In linea generale, si ritiene di uniformare la sezione dei cavi, considerando il valore di massima corrente pari a 1500 A, utilizzando cinque corde ognuna di sezione pari a 630 mmq per ogni fase e considerando le seguenti condizioni di esercizio:

- temperatura di esercizio del conduttore 90°C
- temperatura ambiente per posa in aria: 30°C
- temperatura del terreno per posa interrata: 20°C
- resistività termica del terreno: 1°C m/W

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre, i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

9.5. COLLEGAMENTO IN CASO DE INVERTER CENTRALI

Stringhe

Le stringhe fotovoltaiche normalmente sono installate a portata di mano, all'esterno e sottoposte agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposte durante la vita dell'impianto.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.

DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

HEPR - tipo G21

Guaina esterna

Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

CONDIZIONI DI IMPIEGO

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi simili. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

Cavi C.C quadri di parallelo stringhe – Inverter

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo Al-XZ1

DESCRIZIONE

Cavo unipolare in alluminio privo di alogeni e ignifugo.

Conduttore

Rigido di alluminio, classe 2

Isolante

XLPE, tipo DIX3

Guaina esterna

Mescola speciale priva di alogeni, tipo FLAMEX DMO1

Colore anime

Nero

Colore guaina

Nero

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione: 0.6/1 kV

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Raggio minimo di curvatura: 5 volte il diametro esterno massimo

CONDIZIONI DI IMPIEGO

Si tratta di un cavo per installazioni fisse, in reti di distribuzione pubblica a bassa tensione. Adatto per installazioni interne, esterne e interrate.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV, assumendo come tensione nominale del circuito in

c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{oc} \text{ stringa} \leq 1,5 \cdot U_0 \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{oc} \text{ stringa} \leq 1,5 \cdot U \text{ nel caso di sistemi con punto centrale a terra}$$

dove:

- ✓ U_{oc} stringa è la tensione a vuoto di stringa [V];
- ✓ U_0 è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];
- ✓ U è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$I_{B \leq I_z} = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$ dove:

- I_0 è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- K_1, K_2, K_3 e K_4 sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
 - K_1 fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
 - K_2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
 - K_3 fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
 - K_4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K_2, K_3 e K_4 sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di K_1 invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

in cui:

- θ_s è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- θ_a è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- θ_0 è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).
- Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 U_{MPP})$$

dove:

- ✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓ r è la resistenza del cavo [Ω/km];
- ✓ L è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];
- ✓ U_{MPP} è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

10. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

La protezione contro i contatti diretti sarà del tipo totale, in modo da impedire sia il contatto accidentale che quello volontario. Sarà posto in atto l'isolamento delle parti attive e l'uso di involucri (canali metallici e tubazioni in PVC installati a vista) con grado di protezione almeno IP4X.

Le apparecchiature di comando e protezione dei circuiti elettrici saranno alloggiare all'interno di un vano tecnico appositamente realizzato e dotato di porta a due ante a battente dotata di chiusura a chiave in modo da garantire l'accesso ai dispositivi solamente a personale addestrato.

La protezione contro i contatti indiretti dovrà essere attuata mediante la tecnica dell'interruzione automatica dell'alimentazione, ottenuta dal coordinamento tra l'impianto di terra e la protezione differenziale da predisporre nel quadro di parallelo, secondo la relazione:

$$R_e \times I_{dn} \leq 120$$

Come indicato dalla norma CEI 64-8 art. 413.1.5.2, essendo R_e la resistenza di collegamento a terra della massa e I_{dn} la corrente di guasto a terra. Il sistema fotovoltaico realizzato sarà di tipo IT ovvero il generatore fotovoltaico è isolato da terra mentre la parte a valle trasformatore delle Transformer Station è collegata all'impianto di terra. Il verso con il quale va inteso il monte e valle è quello del verso in cui fluisce la corrente, cioè dai moduli al distributore.

I moduli fotovoltaici essendo di classe II non necessitano del collegamento diretto all'impianto di terra così come le strutture metalliche in quanto non costituiscono elemento di pericolo non essendo ad esse applicabile la definizione di massa elettrica. Tuttavia, al fine di garantire l'equipotenzialità di tutti gli elementi metallici presenti e consentire il corretto funzionamento del dispositivo di controllo dell'isolamento da parte degli inverter, si opterà di collegare tutte le strutture tra loro attraverso la posa interrata di una corda di rame nuda della sezione di 25mm² in accordo alla CEI 99-2 e CEI 99-3. Le strutture di fissaggio dei moduli saranno collegate alla treccia di rame nudo sul palo di sostegno delle strutture in grado di garantire la continuità metallica con il tubolare trasversale che sorregge i moduli.

Il dispersore di terra, realizzato in corrispondenza della stazione di trasformazione, sarà direttamente collegato sul collettore di terra; pertanto, su quest'ultimo componente dovranno essere posizionati sia il conduttore di terra proveniente dai tracker che l'anello di terra lato media tensione che sarà realizzato mediante corda di rame nudo interrata, oltre a tutte le "terre" delle apparecchiature presenti all'interno della stessa stazione di trasformazione stessa.

La scelta della sezione dei conduttori di terra sarà eseguita sulla base di quanto indicato dalla norma CEI 99-2 e CEI 99-3 le quale prescrive una sezione minima per il suddetto conduttore di 25 mm², nel caso si utilizzi una corda di rame nudo direttamente interrata.

Per il dimensionamento della corda di rame nudo si terrà conto delle prescrizioni tecniche imposte e consigliate dalle vigenti normative in materia, infatti, non essendo questo un impianto di messa a terra la corrente di guasto è pressoché trascurabile ai fini del dimensionamento.

11. COLLETTORE DI TERRA E COLLEGAMENTI ALL'INTERNO DELLA CABINA DI TRASFORMAZIONE

Salvo adattamenti specifici da valutare di volta in volta inerenti la disposizione geometrica e logistica della cabina di interconnessione, la realizzazione dell'impianto di dispersione e l'eventuale anello perimetrale di terra, all'interno della cabina di trasformazione dovrà essere sempre previsto un collettore principale di terra realizzato con barra di rame di sezione indicativa 50x8mm alla quale saranno attestati indicativamente:

- i collegamenti fra impianto di dispersione e collettore (due afferenti a due punti diversi di collegamento all'impianto di dispersione)
- il collegamento dei centro-stella di ciascuno dei trasformatori presenti
- il collegamento della barra dei conduttori di protezione di ciascuno dei quadri presenti
- il collegamento della rete elettrosaldata posta sotto il pavimento
- il collegamento dell'anello equipotenziale perimetrale della cabina di trasformazione se presente ovvero i collegamenti equipotenziali delle masse e masse estranee presenti
- il collegamento dei collettori secondari eventualmente presenti nei locali tecnici attigui
- il collegamento al collettore od impianto di terra del locale consegna o cabina trasformazione dell'ente erogatore secondo le modalità richieste dall'ente stesso

La sezione dei conduttori di protezione dovrà essere dimensionata per sopportare le sollecitazioni derivanti da un eventuale guasto franco che potrebbe verificarsi in ogni punto del circuito.

Tale sezione dovrà essere verificata in funzione delle protezioni adottate; tuttavia, detta sezione non dovrà risultare inferiore alla sezione minima indicata nella vigente normativa CEI 64-8/4-64-8/5.

I conduttori di collegamento al collettore principale, dotati di capocorda stagnati ad anello, saranno fissati attraverso bulloni passanti di diametro compatibile con il capocorda impiegato e ciascun bullone fisserà sempre un solo conduttore di collegamento.

La distanza fra un conduttore e l'altro lungo la barra collettrice sarà tale da consentire l'agevole inserimento della chiave di serraggio dei bulloni; il collettore sarà distanziato dalla parete o dal supporto di sostegno quanto basta ad estrarre il bullone passante.

Ognuno dei conduttori collegati al collettore sarà dotato di targhetta di identificazione con indicato in modo chiaro la sua funzione e provenienza.

Le targhette dovranno essere fissate in modo che aderiscano al cavo per tutta la loro lunghezza.

12. SCHEDA TECNICA MODULI FOTOVOLTAICI

Preliminary
Mono Multi Solutions

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-0EG20C.20
PRODUCT RANGE: 580-600W

600W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY

- High customer value**

 - Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
 - Lowest guaranteed first year and annual degradation;
 - Designed for compatibility with existing mainstream system components
 - Higher return on investment
- High power up to 600W**

 - Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
 - Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection
- High reliability**

 - Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
 - Ensured PID resistance through cell process and module material control
 - Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
 - Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- High energy yield**

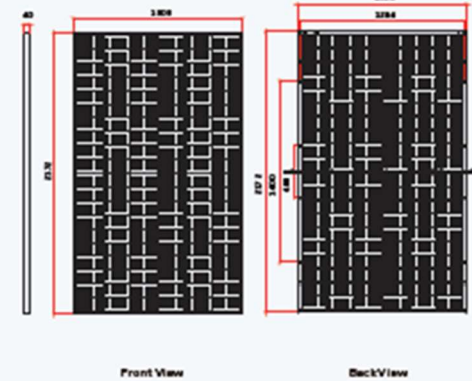
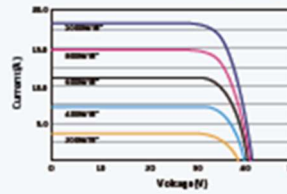
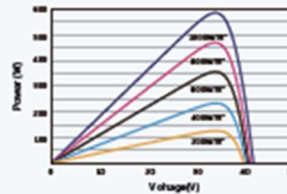
 - Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
 - The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
 - Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
 - Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

Years	Guaranteed Power (%)
0	21.2%
30	85.0%

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61739/IEC61701/IEC62719/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO 4004: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System

DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)

I-V CURVES OF PV MODULE (500 W)

P-V CURVES OF PV MODULE (500 W)

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power (Watt) (P _{max}) ¹	500	550	600	650	700
Power Tolerance (Watt) (W)	0 + C				
Maximum Power Voltage (V)	33.0	36.0	38.2	40.4	42.6
Maximum Power Current (A)	17.15	17.21	17.26	17.30	17.34
Open Circuit Voltage (V)	40.0	43.1	43.2	43.5	43.7
Short Circuit Current (A)	10.21	10.26	10.21	10.26	10.42
Module Efficiency (%) (η _m)	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC includes 1000W/m², Air Temperature 25°C, 610 nm AM1.5. ¹Measuring tolerance ± 0.5%
Electrical characteristics with different parameters (reference to 10% final loss on racks)

Final System Power (Watt) (P _{sys}) ²	620	675	720	767	812
Maximum Power Voltage (V)	33.0	36.0	38.2	40.4	42.6
Maximum Power Current (A)	10.26	10.61	10.65	10.61	10.65
Open Circuit Voltage (V)	40.0	43.1	43.2	43.5	43.7
Short Circuit Current (A)	10.40	10.64	10.50	10.65	10.71
Installation (year/years)	30%				

Net = Module/2 (1 side)
ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power (Watt) (P _{max}) ³	420	442	467	491	514
Maximum Power Voltage (V)	31.5	33.7	35.8	37.9	39.9
Maximum Power Current (A)	12.92	12.87	12.91	12.92	12.88
Open Circuit Voltage (V)	38.5	40.7	40.9	41.1	41.3
Short Circuit Current (A)	14.60	14.72	14.75	14.80	14.84

NOCT includes 1000W/m², Air Temperature 45°C, 610 nm AM1.5
MECHANICAL DATA

Serial Case	Monocrystalline
No. of Cells	120 Cells
Module Dimensions	2100 x 1050 x 40 mm (82.68" x 41.34" x 1.57" inches)
Weight	26.2 kg (57.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08" inches) High Transmittance, High Strength, Low Iron
Encapsulant material	POE EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08" inches) High Transmittance Glass (White-Grit Glass)
Frame	48 mm (1.87" inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 case
Cable	Photovoltaic Technology Cable 4 Core* (0.935" inches) Pitch: 200/200 mm (7.87" x 7.87" inches) Layout: 14/35/4/0 mm (0.55" x 1.38" x 0.16" inches)
Connector	MC4 M/OD/ T54-

*Please refer to the datasheet for specifications
TEMPERATURE RANGES

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	45°C (113°F)	Operating Temperature	-40° to +60°C
Temperature Coefficient of Power	-0.26%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of Voc	-0.20%/°C		1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C	Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

32 year Product Material and Manufacturing	PACKAGING CONFORMANCE
30 year Power Warranty	
25% Energy Degradation	Modules per 40 carrier: 480 pieces
0.42% Annual Power Attenuation	

*Please refer to the datasheet for details

13. SCHEDA TECNICA INVERTER

Primo scenario

SUN2000-215KTL-H0 Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Secondo scenario

SG3125HV-MV-30/ SG3400HV-MV-30

Preliminary

SUNGROW
Clean power for all

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%

EASY O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

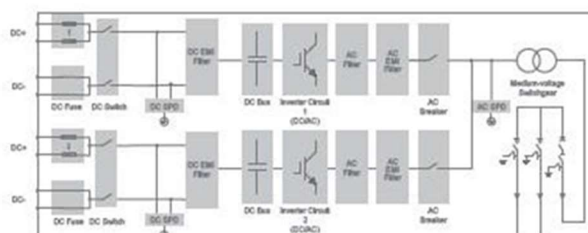
SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional

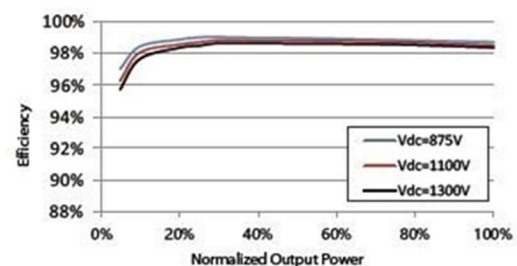
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low / High voltage ride through (L / HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3125HV-30)



SG3125HV-MV-30/SG3400HV-MV-30

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % I _n	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter Euro. efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	3437 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Transformer vector	Dy11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	15 T	
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP65)	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

SG3125HV-MV-30/SG3400HV-MV-30

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Start-up input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % I _n	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter Euro. efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	3437 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV	
Transformer vector	Dy11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	15 T	
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP65)	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

14. SCHEDA COMBINER BOX

PV SMART Combiner Box

PVSmart Combiner Box Level 1 bundle the output lines of individual strings and to connect them to the inverter or optionally to a Level 2 Combiner Box. Smart design customized for each customers application with quick and innovative PUSH-IN connection technology to reduce the commissioning time in the field. Advanced surge-protection devices, fuse links and switch disconnecter keep the correct operation and protection of the system. The PVSmart Combiner Box fulfills the current requirements of the standard IEC/EN 61439-2 to offer a high reliability on the units supplied.



(Example of Combiner Box. Picture may differ from product)

- 24 string input
- fuse-clips in string input (+/-) without fuse links
- surge protection device for DC system voltage
- string input with multiple cable glands
- wall mounted with plastic lugs

SMA description PV Combiner Box 24 1.5kV S00020000

SMA order reference CBU245S00020000.02

WM description PV S24S0F3V003TXPX150

WM order reference 7504008219

Design Rev 3

Technical Data

APPLICATION DATA

Operating ambient temperature range	-40 °C* to +50 °C
Altitude	≤ 3000 m
Intended installation location	protected outdoors (≤ 1 km from sea)
Degree of protection (acc. to IEC 60529)	IP65
Protection class	Class II
Conformity with norms	IEC 61439-2 ed 2.0 / EN 61439-2:2011
Customs tariff number	85369010

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Rated DC voltage (Un)	1500 VDC
Rated DC current per input (In)	10.0 A at 50 °C ambient
Rated DC current per input (10h short-circuit at main output)	1.25 · In
Switch disconnecter breaking & making capacity (acc. to IEC 60947-3)	315 A (DC21B 1500 V)
Switch-disconnector / Circuit breaker / Contactor handle location	direct handle (inside enclosure)
DC earthing system	floating positive and negative
Surge protection on DC ports	1,500V DC, type II, I _{max} = 30kA, U _p < 5.2 kV, no aux. contact

ENCLOSURE

Enclosure dimensions (H x W x D)	1035 x 835 x 300 mm
Form factor	cabinet with hinged door(s)
Material	glass-fiber reinforced polyester (GFRP)
Fixing system	plastic wall mount lugs
Weight	approx. 33 kg

INPUTS

Number of DC inputs (+ & – being one input)	24
Positive DC input wires' to be connected to / cross-section (stranded)	PUSH-IN connection / 0.5 - 16 mm ²
Negative DC input wires' to be connected to / cross-section (stranded)	PUSH-IN connection / 0.5 - 16 mm ²
Positive / Negative DC input wires' outer diameter	5 - 10 mm
Fuses	empty fuse clips
Fuse form factor	10 x 85 mm
Location of fuses	positive and negative inputs
Fuse-link rated current (In)	N/A
Fuse-link time-current characteristic	gPV (EN 60269-6)
Earth wire to be connected to / cross-section (stranded)	screw connection / 2.5 - 35 mm ²
Earth wire outer diameter	6 - 12 mm

OUTPUTS

Number of DC outputs (+ & – being one output)	2
DC output wires' to be connected to / cross-section (stranded)	switch-disconnector, M12 bolt and nut connection (≤ 300 mm ²)
DC output wires' outer diameter	18 - 25 mm

DEVIATION

Notes	*The assembled switch has a limitation of up to -30°C. In case that the temperature is below -30°C it is not allowed to operate the switch in a different position.
-------	---